

Leandro Loch Gesing

**DIAGNÓSTICO SIMPLIFICADO DE FALHAS
UTILIZANDO ÁBACOS DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA**

Trabalho Conclusão do Curso
de Graduação em Engenharia Elétrica
do Centro Tecnológico da
Universidade Federal de Santa
Catarina como requisito para a
obtenção do Título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. MSc. Lucas
Rafael do Nascimento

Florianópolis
2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Gesing, Leandro Loch

Diagnóstico simplificado de falhas utilizando
ábacos de geração fotovoltaica / Leandro Loch Gesing
; orientador, Lucas Rafael do Nascimento, 2018.
61 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia solar
fotovoltaica. 3. Ábacos de irradiação. 4. Diagnóstico
de falha. 5. O&M de SFV. I. Nascimento, Lucas
Rafael do. II. Universidade Federal de Santa
Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III.
Título.

Leandro Loch Gesing

**Diagnóstico simplificado de falhas utilizando ábacos de
geração fotovoltaica.**


Este Trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Bacharel
em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca
Examinadora

Florianópolis, 21 de agosto de 2018.



Prof. Jean Vianei Leite, Dr. Eng.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

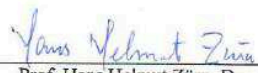
Banca Examinadora:



Prof. Lucas Rafael do Nascimento, MSc.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof.ª Clarissa Debiazi Zomer, Dr.ª
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Hans Helmut Zörn, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

AGRADECIMENTOS

Primeiramente à meus pais, Bernardo e Rogenia (*in memoriam*) por toda educação, afeto, atenção com que criaram a mim e a meus irmãos, André e Alexandre. Devemos tudo o que somos e conquistamos a vocês, que são nossas referências de união, caráter, integridade, garra, perseverança.

À minha esposa, Liana, por todo apoio dado para que completasse essa etapa de minha jornada. Sempre me cobrando nos momentos em que devia e apoiando nos momentos em que tive que me dedicar ao desenvolvimento deste trabalho.

À meu orientador, Lucas, pelas valiosas lições passadas, sempre de maneira muito clara e didática, que possibilitaram a realização deste trabalho.

Ao Prof. Renato Lucas Pacheco, por todo apoio dado, como coordenador do curso e coordenador de TCC, para que eu pudesse finalizar a elaboração deste trabalho e enfim colar grau.

Às empresas Araxá Energia Solar e Engie Geração Solar Distribuída que permitiram e apoiaram o desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

A energia solar apresenta um cenário de crescimento acentuado na quantidade de instalações a serem implantadas, com destaque para os sistemas fotovoltaicos (SFV) residenciais. Segundo estimativas da ANEEL, ao fim de 2024 teremos no Brasil um total de 886.700 sistemas fotovoltaicos conectados à rede, contra um cenário de 26.834 ao fim de 2017. E nesse cenário de um grande volume de instalações em operação, esse trabalho tem como objetivo implementar uma solução simplificada de diagnóstico de falhas em SFV. Na análise realizada no presente trabalho é avaliada uma amostra de oito SFV instalados em um único bairro de Florianópolis-SC, premissa utilizada de forma a assegurar que as instalações avaliadas estão sob praticamente os mesmos efeitos de condições ambientais de temperatura ambiente e irradiação. Permitindo que o diagnóstico de falhas também seja de custo baixo para o operador do SFV.

No desenvolvimento do trabalho foram criados dois tipos de ábacos de irradiação. O primeiro oriundo de simulações computacionais e utilizando dados de entrada do atlas solarimétrico. Esse ábaco foi utilizado como referência para comparação da variação percentual entre os SFV. O segundo ábaco de irradiação, elaborado para cada SFV, utilizou como dados de entrada a produtividade (yield) atrelado à PR. Após a comparação dos dois ábacos de irradiação foi possível identificar os SFV que apresentam suspeita de desempenho abaixo da referência. A partir disso foram realizados testes de campo em busca de diagnosticar as possíveis falhas encontradas nas instalações, as quais podem estar relacionadas às características ambientais do local, projeto, instalação, característica dos equipamentos, entre outros.

Palavras-chave: energia solar fotovoltaica, ábacos de irradiação, diagnóstico de falha, O&M (Operação e manutenção) de SFV.

ABSTRACT

Solar energy presents a scenario of marked growth in its installed installations, with emphasis on residential photovoltaic systems (PV). According to estimates by ANEEL, by the end of 2024 we will have in Brazil a total of 886,700 photovoltaic systems with connection to the grid, with a scenario of 26,834 at the end of 2017. In this scenario of large volume of installations in operation, this work aims to implement a simplified PV fault diagnosis method. In the analysis performed in the present study, a sample of eight PV was evaluated in a single neighborhood of Florianópolis-SC. The plants evaluated were under the same influence of environmental effects of ambient temperature and irradiation, allowing a low-cost diagnosis of errors to the PV operator.

In the development of the work were developed two types of irradiation abacuses charts. The first one comes from computational simulations with input data from the solarimetric atlas. This abacus was used as a reference for comparing the percentage variation of the PV. The second irradiation abacuses, elaborated for each PV, using as input source the productivity (yield) combined to PR. After comparing the two irradiation abacuses it is possible to identify the PV systems that are suspicions of operating below the reference performance. From this, field tests were carried out in order to diagnose possible faults found in the installations. These can be related to the environmental characteristics of the site, design, installation, equipment characteristics, among others.

Keywords: photovoltaic solar energy, irradiation abacuses, failure diagnosis, O&M (Operation and maintenance) of PV.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Projeção de microgeradores	19
Figura 2 – Distribuição de potência dos SFV.....	20
Figura 3 – Percentual de trabalhadores efetivos e terceirizados no setor de energia solar.	21
Figura 4 – Célula Silício Monocristalino.	24
Figura 5 – Célula Silício Policristalino.	25
Figura 6 - Componentes da radiação solar.	26
Figura 7 - Média anual do total diário da irradiação solar global horizontal (Wh/m ² .dia) para o território brasileiro.....	28
Figura 8 – Curva IV característica.	32
Figura 9 – Localização dos sistemas fotovoltaicos selecionados.	38
Figura 10 – Sistema fotovoltaico A.....	38
Figura 11 – Sistema fotovoltaico B.....	39
Figura 12 – Sistema fotovoltaico C.....	39
Figura 13 – Sistema fotovoltaico D.....	40
Figura 14 – Sistema fotovoltaico E.....	40
Figura 15 – Sistema fotovoltaico F.....	41
Figura 16 - Sistema fotovoltaico G.....	42
Figura 17 – Sistema fotovoltaico H.....	42
Figura 18 – Irradiação para o local da simulação.....	43
Figura 19 – Irradiação Global Anual(kWh/m ²) PVsyst.	44
Figura 20 - Ábaco de irradiação anual percentual – Elaborado a partir da geração fotovoltaica medida.....	49
Figura 21 – Câmera Termográfica FLIR E5	51
Figura 22 – Traçador de Curva IxV	52
Figura 23 – Curva IxV SFV D	53
Figura 24 – Curva IxV SFV F.....	54
Figura 25 – Termografia módulos.....	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Potência instalada em MW.....	19
Tabela 2 – Comparação de inversores com e sem transformador.	25
Tabela 3 – Erros na transposição de valores de irradiação.....	29
Tabela 4 – SFV selecionados para avaliação de desempenho, com informações específicas sobre os mesmos.	37
Tabela 5 – Ábaco de Irradiação em Valores Absolutos (kWh/m ² /ano). 44	
Tabela 6 - Ábaco de irradiação em valores percentuais.	45
Tabela 7 – Dispersão dos SFV.	45
Tabela 8 – Geração total (kWh) dos SFV analisados.....	47
Tabela 9 – Yield(kWh/kWp).....	47
Tabela 10 – Valores da PR para os SFV.	48
Tabela 11 – Irradiação no plano dos módulos – Medida.....	49
Tabela 12 – Irradiação Prevista x Realizada	50
Tabela 13 – Especificação termocâmera.	51
Tabela 14 – Exatidão da medição de Pmpp.....	52
Tabela 15 – Dados das medições de curva IxV - D	53
Tabela 16 – Dados das medições de curva IxV - F	54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CA - Corrente Alternada

CC - Corrente Contínua

FV – Fotovoltaico

G_{Hor} = Irradiação solar no plano horizontal para o período considerado
[kWh/m²/mês ou kWh/m²/ano]

G_{POA} = Irradiação solar no plano dos módulos para o período considerado
[kWh/m²/mês ou kWh/m²/ano]

Ideal - Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina

m-Si - Silício monocristalino

p-Si – Silício policristalino

MPPT - Maximum Power Point Tracking (na terminologia brasileira: Seguidor do Ponto de Potência Máxima - SPPM)

NOCT - Nominal Operating Cell Temperature (Temperatura Nominal de Operação da Célula)

NR - Norma Regulamentadora

NREL - National Renewable Energy Laboratory (Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos da América)

TD - Taxa de Desempenho, mais comumente conhecida pelo seu termo em inglês *Performance Ratio* - *PR*

SFV - Sistema Fotovoltaico

SWERA - Solar and Wind Energy Resource Assessment

Yield - Produtividade do sistema FV

SUMÁRIO

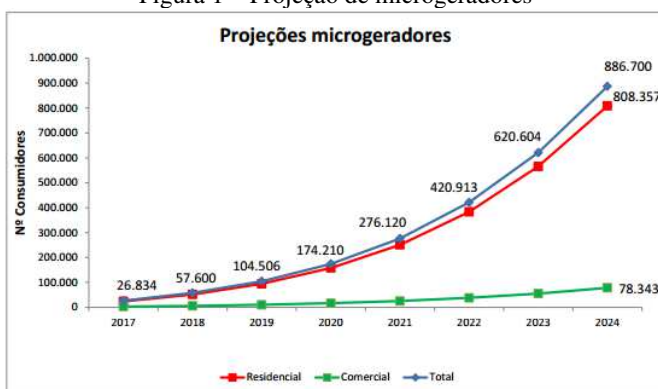
1	INTRODUÇÃO	19
1.1	OBJETIVOS	21
1.1.1	Objetivo Geral	21
1.1.2	Objetivos Específicos	22
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	23
2.1	ENERGIA FOTOVOLTAICA	23
2.2	TECNOLOGIAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	23
2.2.1	Silício Monocristalino (m-Si).....	24
2.2.2	Silício Policristalino (p-Si)	25
2.3	TOPOLOGIA DE INVERSORES	25
2.4	RADIAÇÃO SOLAR	26
2.5	ATLAS SOLARIMÉTRICO	27
2.6	MODELOS MATEMÁTICOS	28
2.7	SOFTWARES.....	29
2.8	FATOR DE DIMENSIONAMENTO DE INVERSORES ...	30
2.9	TAXA DE DESEMPENHO - TD.....	31
2.10	SISTEMA DE MONITORAMENTO.....	31
2.11	CURVA IV	32
2.12	TERMOGRAFIA.....	32
2.13	FATORES QUE INFLUENCIAM O DESEMPENHO DO SISTEMA FV	33
3	METODOLOGIA	35
3.1	PRIMEIRA ETAPA – ATIVIDADES PREPARATÓRIAS	35
3.2	SEGUNDA ETAPA – ANÁLISE DE DADOS.....	35
3.3	TESTES EM CAMPO	36
4	OBJETO DE ESTUDO.....	37
5	ANÁLISE DOS SFV's	43
5.1	ÁBACO DE IRRADIAÇÃO	43
5.2	DADOS DE GERAÇÃO	46
5.3	TAXA DE DESEMPENHO DOS SFV	48
5.4	IRRADIAÇÃO NO PLANO DOS MÓDULOS	49
5.5	TESTES EM CAMPO	50
5.5.1	Termocâmera	51
5.5.2	Traçador de Curva IxV	51
5.5.3	Medições SFV D	52
5.5.4	Medições SFV F	53
6	CONCLUSÃO	57

REFERÊNCIAS.....	59
-------------------------	-----------

1 INTRODUÇÃO

O mercado de energia solar fotovoltaica está em crescimento acentuado, com perspectivas de que o mercado praticamente dobre de um ano para outro no período de 2017-2020(ANEEL, 2017), mantendo crescimento acentuado no período 2020-2024. A Figura 1 mostra que, segundo estimativas da ANEEL, ao fim de 2024 existirão no Brasil um total de 886.700 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede – SFV, contra um cenário de 26.834 ao fim de 2017.

Figura 1 – Projeção de microgeradores



Fonte: ANEEL, 2017

Na elaboração do estudo da ANEEL foram considerados sistemas de 3 kWp para consumidores residenciais e de 10 kWp para consumidores comerciais. A Tabela 1 apresenta as estimativas de potência instalada por ano para os consumidores residenciais e comerciais.

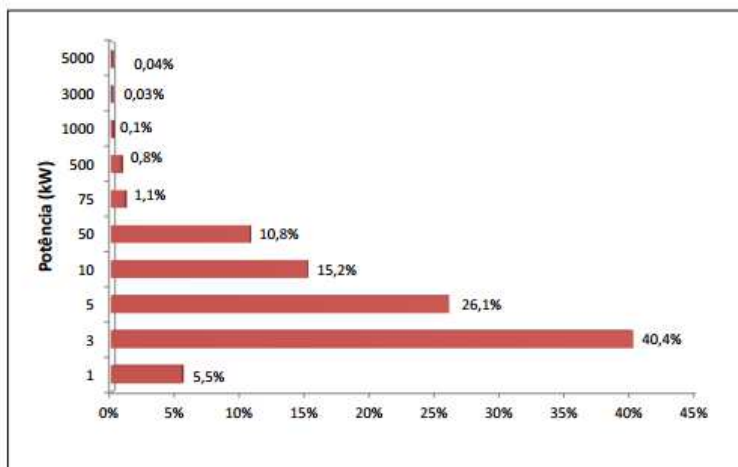
Tabela 1 – Potência instalada em MW.

	Residencial	Comercial	Total
2017	71	30	102
2018	155	59	214
2019	283	102	385
2020	473	164	638
2021	752	254	1.006
2022	1.149	379	1.528
2023	1.696	552	2.248
2024	2.425	783	3.208

Fonte: ANEEL, 2017

Nesse mesmo estudo realizado em maio/17, a ANEEL identificou que 72% dos sistemas fotovoltaicos já instalados têm potência menor ou igual a 5kW (ANEEL, 2017), estando associados em sua maioria à consumidores residenciais. Na Figura 2 é apresentado gráfico de distribuição de potências dos sistemas conectados à rede.

Figura 2 – Distribuição de potência dos SFV.

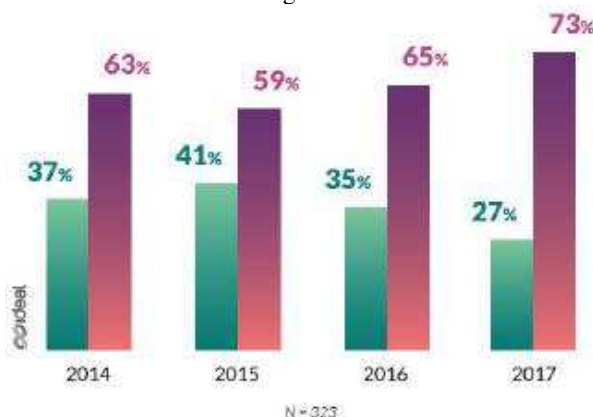


Fonte: ANEEL, 2017

Além dos estudos da ANEEL quanto ao crescimento no número de instalações, foi realizado pelo Instituto Ideal pesquisa com instaladores de todo o país, no qual se verificou que 95% das empresas instaladoras vendem 5 ou menos SFV por mês, considerando uma amostra de 359 empresas consultadas (Instituto Ideal, 2018). Percentual que indica a grande dispersão de empresas existentes hoje no mercado.

Nesse mesmo estudo também é apresentado um retrato das contratações realizadas pelas empresas instaladoras, para as quais 73% do efetivo contratado é de mão de obra terceirizada. Esta prática tem como objetivo tanto a redução de custos diretos da empresa com a manutenção, como a redução em custos de deslocamento da mão de obra de instalação, pois muitas das obras estão localizadas distantes das sedes das empresas. Na Figura 3 é apresentada a ilustração da distribuição dos trabalhadores no mercado de trabalho.

Figura 3 – Percentual de trabalhadores efetivos e terceirizados no setor de energia solar.



Fonte: Instituto Ideal, 2018

É nesse cenário de crescimento acentuado na quantidade de instalações, associado à pequena potência dos SFV e às possibilidades de terceirização na maioria das empresas que se situa a necessidade do desenvolvimento de uma metodologia simplificada de análise de desempenho dos sistemas fotovoltaicos. O objetivo é realizar o diagnóstico rápido de falhas de forma remota, evitando ao máximo a ocorrência de custos na realização de manutenções não programadas.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo deste trabalho é implementar uma metodologia de diagnóstico de falha em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. A análise é focada em instalações de pequeno porte e adotando como premissa que as instalações consideradas no estudo têm proximidade geográfica entre si, analisando comparativamente o desempenho real dos SFV com dados de irradiação e geração simulados computacionalmente. Levando em consideração as variações de inclinação e desvio azimutal do plano dos módulos.

1.1.2 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral deverão ser atingidos os seguintes objetivos específicos:

- Compreensão dos fundamentos de funcionamento dos sistemas fotovoltaicos;
- Entendimento dos principais problemas ocorridos ao longo da vida útil do SFV.
- Elaborar tabelas de ábacos de irradiação contemplando todos os ângulos de inclinação e desvio azimutal dos SFV em análise;
- Elaborar tabelas de ábacos de irradiação, a partir da geração de energia dos SFV em análise;
- Comparar desempenho dos SFV através dos dois ábacos de irradiação elaborados;
- Coletar dados in loco dos sistemas avaliados;
- Diagnosticar possíveis falhas nos SFV.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ENERGIA FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade, conversão conhecida como efeito fotovoltaico (PINHO E GALDINO, 2014). Uma característica dos sistemas fotovoltaicos é que eles funcionam basicamente com painéis solares que convertem a energia do sol em energia elétrica de maneira silenciosa, não-poluente e renovável (ANTONIOLLI, 2015).

A fonte solar também apresenta forte relação com as condições meteorológicas locais (cobertura de nuvens, concentração de gases atmosféricos, sistemas sinóticos entre outros) e fatores astronômicos associados aos movimentos orbital e de rotação da Terra (PEREIRA et al, 2017).

As instalações fotovoltaicas conectadas à rede podem apresentar duas configurações distintas: instaladas de forma integrada a uma edificação (no telhado ou fachada de uma residência, pontos comerciais ou industriais) ou de forma centralizada, como em uma usina, neste caso normalmente localizado mais distante do ponto de consumo (RUTHER, 2004). Os sistemas fotovoltaicos têm uma característica de modularidade, permitindo que sejam realizados reforços de rede em pontos selecionados (RUTHER, 2004). Os módulos fotovoltaicos têm garantia dos fabricantes de 25 anos, e o desenvolvimento de equipamentos com qualidade e vida útil comparável é um desafio paralelo para a indústria de inversores e acessórios (PINHO E GALDINO, 2014).

2.2 TECNOLOGIAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

As tecnologias de geração fotovoltaicas disponíveis no mercado, podem ser classificadas em três gerações. Na primeira geração se situam os módulos de silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si), os quais representam mais de 85% do mercado (PINHO E GALDINO, 2014).

A segunda geração, comercialmente denominada de filmes finos, é composta por módulos de silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). Esta geração tem ênfase na redução de custos

utilizando-se camadas muito finas ($\sim 1\mu\text{m}$), por isto também são chamados de filmes finos (NASCIMENTO, 2013).

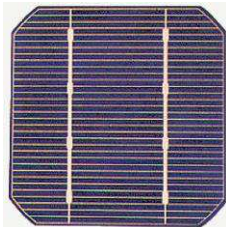
A terceira geração ainda encontra-se em fase de Pesquisa e Desenvolvimento (PeD) é composta por módulos de célula fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica para concentração (CPV – Concentrated Photovoltaics), células sensibilizadas por corante (DSSC – Dye-Sensitized Solar Cell) e células orgânicas ou poliméricas (OPV – Organic Photovoltaics) (PINHO E GALDINO, 2014). Essa tecnologia é desenvolvida de forma que utiliza materiais abundantes, não tóxicos, de fina camada e de eficiência intrinsecamente maior que dispositivos de uma única junção como os apresentados na primeira geração (NASCIMENTO, 2013).

Nas instalações avaliadas nesse trabalho, todos os módulos fotovoltaicos são de primeira geração. Na sequência são detalhadas as diferenças entre cada uma das linhas produtivas.

2.2.1 Silício Monocristalino (m-Si)

O material básico para fabricação de células solares de silício monocristalino é basicamente o mesmo utilizado na fabricação de circuitos integrados para microeletrônica (CRESESB, 2006). As células são obtidas pelo método Czochralski (Si-Cz) ou pela técnica de fusão zonal flutuante (Si-FZ, Floalt Zone) (PINHO E GALDINO, 2014). O custo de produção de módulos fotovoltaicos com essa tecnologia é bastante elevado e muitos analistas já desconsideram o uso dessa tecnologia em projetos de grande escala. Pois as possibilidades de redução no custo de produção das células m-si já foram praticamente esgotadas (RUTHER, 2004). Na Figura 4 é apresentada ilustração de uma célula de silício monocristalino.

Figura 4 – Célula Silício Monocristalino.

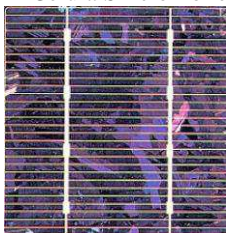


Fonte: CRESESB, 2006

2.2.2 Silício Policristalino (p-Si)

Segundo Ruther (2004) o silício policristalino (p-Si) apresenta menor eficiência de conversão em comparação ao silício monocristalino. Porém o primeiro tem a vantagem de possuir um custo mais baixo de produção, pois o processamento dessa célula fotovoltaica é mais simples já que a perfeição cristalina é menor que no caso do m-Si. Na Figura 5 é apresentada ilustração de uma célula de silício policristalino.

Figura 5 – Célula Silício Policristalino.



Fonte: CRESESB, 2006

2.3 TOPOLOGIA DE INVERSORES

Os inversores fotovoltaicos podem ou não ter um transformador acoplado na saída CA do equipamento. A utilização de inversores com transformador usualmente está associada a instalações que necessitam ter um dos pólos aterrados. Nesse estudo são utilizados inversores com essas duas topologias, com e sem transformador. Na Tabela 2 é apresentada comparação entre os dois tipos de inversor.

Tabela 2 – Comparação de inversores com e sem transformador.

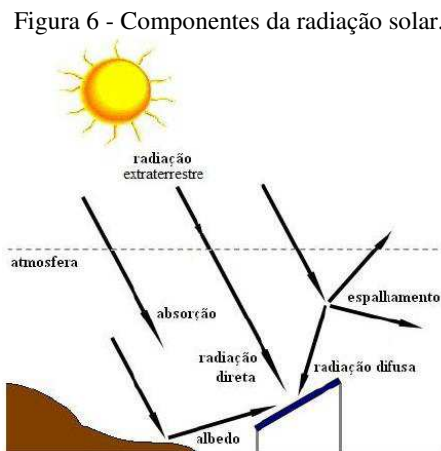
Com transformador	Sem transformador
<ul style="list-style-type: none"> - maior peso e volume - maiores perdas (perdas magnéticas e ôhmicas) o que resulta em menor eficiência - permite que o painel fotovoltaico opere numa tensão mais baixa - menor interferência eletromagnética - os circuitos c.c. e c.a são isolados - menores requisitos de proteção 	<ul style="list-style-type: none"> - menor peso e volume - maior eficiência, principalmente se não possuir estágio de conversão c.c.-c.c. (para isso tem que operar com tensão do gerador fotovoltaico superior à tensão de pico da rede) - maior interferência eletromagnética - pode ser necessária a instalação de dispositivos de proteção adicionais (disposto diferencial-residual, disjuntor de corrente direcional etc.), conforme a regulamentação local, devido à falta de isolamento entre os circuitos c.c. e c.a.

Fonte: PINHO E GALDINO, 2014

2.4 RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar constitui-se em uma fonte energética inesgotável, havendo enorme potência de captação e conversão da radiação em energia elétrica. O Brasil tem elevados índices de irradiação solar, em comparação com países europeus, que mesmo com uma radiação inferior em relação ao Brasil estão com essa indústria muito mais desenvolvida (PINHO E GALDINO, 2014). A radiação é a irradiância (ou intensidade de radiação) que é a densidade de fluxo de radiação integrada em todo o espectro. A irradiância representa a potência de radiação solar que passa através de um plano na unidade de área (W/m^2) (MARTINS et al., 2004). O termo “radiação solar” pode ser referenciado em termos de fluxo de potência, irradiância (medida em W/m^2), ou em termos de energia por unidade de área, irradiação (medida em Wh/m^2) (PINHO E GALDINO, 2014).

Na Figura 6 são apresentados os componentes da radiação global, que é a resultante da soma das radiações direta e difusa e ao albedo (parte da radiação que é refletida pelo ambiente do entorno).



Fonte: (PINHO et al., 2008).

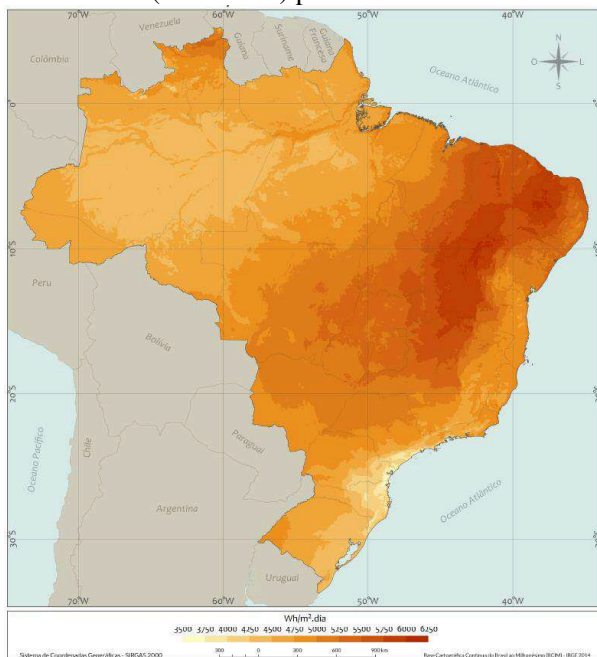
2.5 ATLAS SOLARIMÉTRICO

A segunda edição do Atlas Brasileira de Energia Solar foi lançada em 2017 e é um trabalho cooperativo entre o INPE e pesquisadores das Universidades Federal de São Paulo (UNIFESP), Federal de Santa Catarina (UFSC), Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) e do Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC).

O atlas é embasado em dados de satélite e no modelo de transferência radiativa BRASIL-SR, que é um modelo físico para obtenção de estimativas da radiação solar incidente na superfície terrestre, e vem sendo constantemente aperfeiçoado pelos pesquisadores envolvidos. Na elaboração da 2ª edição do atlas, lançado em 2017, foram utilizados mais de 17 anos em imagens de satélite, contando com diferentes resoluções espaciais e temporais nesse período. Destaca-se que entre 1999 e 2003 a resolução temporal foi de três horas. Passou para 30 minutos no período entre 2003 e 2008, e foi reduzida para 15 minutos entre 2008 e 2013. De 2013 a 2015, a resolução temporal voltou a ser de 30 minutos. A resolução espacial das imagens apresentadas é de $0,03^\circ$ em longitude e $0,05^\circ$ em latitude, o que corresponde aproximadamente a 3 km x 5 km no ponto nadir do satélite (ATLAS, 2017).

Os mapas são hoje a fonte de dados solarimétricos de maior confiabilidade disponível no Brasil. A Figura 7 ilustra o mapa com a média anual do total diário da irradiação solar global horizontal ($\text{kWh/m}^2.\text{dia}$) para o território brasileiro.

Figura 7 - Média anual do total diário da irradiação solar global horizontal ($\text{Wh/m}^2\cdot\text{dia}$) para o território brasileiro



Fonte: Atlas Brasileiro Energia Solar, 2017

2.6 MODELOS MATEMÁTICOS

Os dados de irradiação apresentados pelo Atlas Solarimétrico são referentes ao plano horizontal, sendo necessário realizar a transposição da irradiação do plano horizontal (G_{Hor}) para o plano inclinado (G_{POA}), em acordo com as condições de inclinação disponíveis em cada telhado estudado. Entre os diferentes modelos existentes, destacam-se: Hay e McKay(1985), Klucher(1979), Perez(1987). Para esse estudo realizado, é utilizado o modelo matemático de Perez (1987), pois conforme conclusões obtidas por Antonioli (2015) esse método é o que apresenta menor erro total anual para transposições realizadas para a cidade de Florianópolis/SC. Na Tabela 3 são apresentados os erros encontrados pelo referido autor na transposição de valores de irradiação considerando o método de Perez(1987).

Tabela 3 – Erros na transposição de valores de irradiação.

	Perez			
Mês	Medido Horizontal	Calculado inclinado	Medido Inclinado	Erro
jan	4,92	4,45	4,92	-10%
fev	5,19	4,98	5,19	-4%
mar	5,72	5,89	5,99	-2%
abr	4,13	4,51	4,27	5%
mai	4,22	5,07	4,22	20%
jun	3,75	4,73	3,75	26%
jul	3,16	3,55	3,16	12%
ago	4,16	4,44	4,16	7%
set	4,77	4,60	4,77	-3%
out	3,65	3,40	3,65	-7%
nov	4,94	4,34	4,94	-12%
dez	4,80	4,27	4,80	-11%
	Total Anual			Erro total anual
		1.648	1.635	1%

Fonte: ANTONIOLLI, 2015

2.7 SOFTWARES

Existem no mercado inúmero softwares desenvolvidos especialmente para a aplicação em projetos de geração fotovoltaica, os quais visam tornar as simulações de expectativa de geração mais precisas e mais automatizadas, facilitando as análises de viabilidade econômica e na otimização na elaboração de projetos executivos, pois através dos softwares é possível simular diferentes configurações de módulos e inversores, atrelados às condições disponíveis no local de instalação do SFV (latitude, inclinação no plano do módulo, sombreamento, etc). Dentre os programas disponíveis hoje no mercado, foram utilizados dois softwares nesse estudo, que são os seguintes:

PVSyst:

O PVSyst é um dos softwares de maior credibilidade no mercado de simulação de sistemas fotovoltaicos. Ele é um programa computacional que foi desenvolvido inicialmente pela Universidade de Genebra (Suíça) e é comercializado atualmente pela companhia PVSyst SA. O software permite realizar o dimensionamento de sistemas FV tanto nas fases iniciais de venda de pequenos projetos quanto para grandes projetos de geração FV, que exigem certificação das

expectativas de geração da planta em estudo. O software também permite que sejam simuladas as diferentes irradiações para diferentes orientações e inclinação no plano dos módulos, item que foi utilizado nesse trabalho para elaboração da tabela de ábaco de irradiação.

Helioscope:

Software de simulação de sistemas fotovoltaicos desenvolvido pela Folsom Labs, sediada em San Francisco/CA. O Helioscope visa simplificar o processo de projeto de SFV's. Combinando ferramentas de layout simplificadas com simulações de energia, o HelioScope ajuda os projetistas fotovoltaicos a melhorar suas velocidades de projeto em 5x-10x. No presente trabalho o software Helioscope foi utilizado nas simulações de PR dos SFV's.

2.8 FATOR DE DIMENSIONAMENTO DE INVERSORES

Os módulos FV vêm apresentando acentuada redução de custo nos últimos anos. Apesar de esse fenômeno também estar acontecer com os inversores, essa queda nos preços desses equipamentos não é tão acentuada como a dos módulos FV. Em razão disso é identificado no mercado o comportamento de sobrecarregar os inversores com mais potência do que os mesmos foram originalmente previstos, fazendo com que os preços do kWh gerado nos sistemas fotovoltaicos atinjam um preço mais competitivo (PINHO E GALDINO, 2017). No dimensionamento dos inversores para sistema fotovoltaico deve-se levar em consideração que os equipamentos não operam sob os melhores pontos de eficiência se estiverem muito sobrecarregados ou com potência muito baixa. Todavia, independente da sobrecarga em potência CC do inversor, a potência de saída CA será sempre a nominal do inversor.

O Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) representa a relação entre a potência nominal CA do inversor e a potência de pico CC do SFV, como mostra a Equação 1:

$$FDI = \frac{PN_{ca}(W)}{PFV(W_p)} \quad (1)$$

FDI (adimensional) - Fator de dimensionamento do inversor;

PN_{ca} (W) - Potência nominal em corrente alternada do inversor ;

PFV (W_p) - Potência pico do painel fotovoltaico.

2.9 TAXA DE DESEMPENHO - TD

A Taxa de Desempenho, mais comumente conhecida pelo seu termo em inglês *Performance Ratio* – PR^1 do sistema é o quociente entre a geração real em C.A em relação à geração máxima teórica. E pode ser expressa através da Equação 2.

$$PR = \frac{E}{P_o} \times \frac{G}{H} \quad (2)$$

PR = Taxa de desempenho [%] para o ano

E = Energia gerada [kWh] pelo sistema FV para o ano, em corrente alternada

P_o = Potência nominal total do sistema FV [kWp]

G = Irradiância de referência [1000 W/m²]

H = Irradiação sobre o plano dos módulos para o ano [Wh/m²], calculada a partir dos valores de irradiância [W/m²] apresentados pelo Atlas Solar Brasileiro, 2ªEdição.

2.10 SISTEMA DE MONITORAMENTO

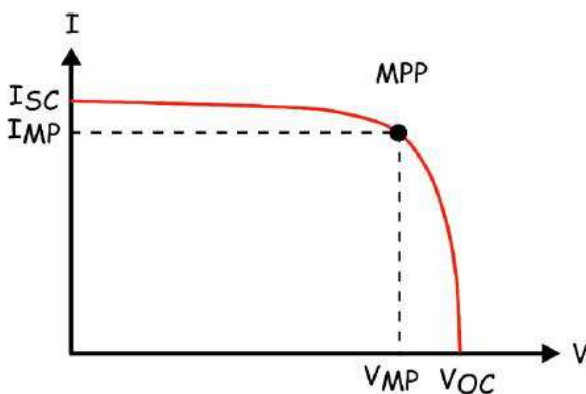
No mercado de inversores grande parte dos equipamentos vendidos já contempla um sistema de monitoramento integrado, dotado de funções de leitura de variáveis elétrica cc e ca, bem como de realizar a comunicação com a plataforma de monitoramento on-line e o armazenamento desses dados. Sunspec (2016) define que é necessário um medidor de CA com alta precisão, com incerteza de $\pm 0,5\%$, na medição de energia da planta fotovoltaica em instalações acima de 100 kW, e que é altamente recomendável que um medidor seja instalado nas demais instalações fotovoltaicas. Sunpec (2016) também considera que nenhum sistema é perfeito e sempre há um nível de incerteza ao realizar medições. A entrada do sistema e a saída do sistema são as mais críticas para medir com precisão para determinar o desempenho do sistema. Usualmente as medições internas do inversor são menos precisas (geralmente $\pm 5\%$) e, portanto, mais incertas.

¹ No decorrer deste trabalho será utilizada a sigla PR para designar a Taxa de Desempenho dos sistemas FV.

2.11 CURVA IV

A curva característica IV de um módulo ou string fotovoltaica é um dos ensaios mais completos para determinar as características elétricas dessa string. Pois durante o teste é realizada varredura registrando pares de tensão e corrente, com destaque para a identificação dos valores de corrente de curto circuito (I_{SC}), tensão de circuito aberto (V_{OC}) e o ponto de máxima potência (P_{MP}) (Nascimento, 2013). A Figura 8 apresenta a curva IV característica.

Figura 8 – Curva IV característica.



Fonte: Nascimento, 2013.

Após ter a curva IV traçada é possível identificar eventuais problemas nas instalações. As alterações na forma da curva IV são conhecidos e são amplamente abordados pela NBR 16274 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

2.12 TERMOGRAFIA

A verificação de pontos quentes nos módulos fotovoltaicos é realizada através do uso de uma câmera termográfica infravermelha. Com a termografia pode-se facilmente identificar pontos quentes nos módulos, que podem ter as causas relacionadas a fatores externos ou internos aos módulos. Os fatores externos são o sombreamento ou sujeira, e após eliminação desses fatores os módulos retornam a temperatura normal de operação. Os fatores internos aos módulos estão relacionados a células defeituosas, como, por exemplo, células em

polarização inversa, ou falha no diodo de desvio ou na solda dos condutores (PINHO E GALDINO, 2014).

2.13 FATORES QUE INFLUENCIAM O DESEMPENHO DO SISTEMA FV

Sick et al (1996) definem vários fatores que podem influenciar no desempenho do SFV, como a radiação solar, que depende fundamentalmente da localização geográfica da instalação, de condições climáticas, bem como de sua inclinação e orientação. A temperatura dos painéis, o sombreamento parcial, as resistências dos condutores e o estado de limpeza dos painéis também influenciam o desempenho do sistema gerador fotovoltaico. O autor afirma que a orientação ideal para instalação do painel é a voltada para o equador com inclinação idêntica a latitude local. Na sequência são listados outros fatores que influenciam no desempenho dos SFV's:

- Sujidade

As perdas causadas pelo acúmulo de sujeira, dependendo do local da instalação, apresentam um importante impacto no sistema FV. Um estudo de dados coletados no site de teste da PVUSA em Davis, Califórnia registrou perdas de sujidade anual da ordem de 7% a 20% nos sistemas FV (Townsend, 2000).

- Temperatura

Os módulos fotovoltaicos de silício cristalino têm suas características de tensão e corrente estritamente relacionadas com a temperatura ambiente, onde a tensão do módulo e a potência reduzem com o aumento da temperatura ambiente. As altas temperaturas também podem ocasionar um aumento na degradação dos módulos e aumento da resistência série das células fotovoltaicas (NASCIMENTO, 2013)

- PID – Potencial Induced Degradation

O PID é um fenômeno que ocorre em todos os módulos fotovoltaicos de silício, porém seu efeito é mais intenso em módulos que não são classificados como PID-free. Esse efeito ocorre devido à existência de uma elevada tensão entre o polo negativo em relação à terra. Alta tensão que também ocorre entre as células fotovoltaicas e a moldura de alumínio, que está ligado à terra por razões de segurança. O resultado é uma carga crescente (polarização) do módulo, que altera

negativamente a sua curva característica e, portanto, sua potência, a menos que sejam tomadas medidas contrárias.

3 METODOLOGIA

O desenvolvimento desse trabalho ocorreu em acordo as etapas listadas abaixo:

3.1 PRIMEIRA ETAPA – ATIVIDADES PREPARATÓRIAS

- a) Identificação das regiões com maior quantidade de SFV instalados.
Os SFV considerados são os instalados pela empresa Araxá Energia Solar.
- b) Seleção de SFV para análise
Instalações com pelo menos um ano de dados disponíveis.
- c) Seleção do período de análise
Dentre os diversos SFV disponíveis para análise, foram selecionadas para a análise as instalações com maior disponibilidade de dados no período de novembro de 2016 a outubro de 2017, período no qual houve a maior quantidade de instalações com disponibilidade de dados.
- d) Visita in loco
Realizar visitas in loco com objetivo de identificar algumas características de cada SFV, como ângulo de instalação dos módulos e desvio azimutal existente.
- e) Simulações de PR
Simulação através do software Helioscope de PR de cada uma das instalações.

3.2 SEGUNDA ETAPA – ANÁLISE DE DADOS

- a) Criação de ábacos de Irradiação - Referência
A implementação dos ábacos foi feita a partir das metodologia desenvolvida por SANTOS (2009), a qual elaborou um ábaco similar para Florianópolis-SC. A elaboração dos ábacos de irradiação, é realizado com o auxílio do software PVSyst.
- b) Tratamento de dados de geração

Dentro do período selecionado alguns SFV possuíram uma pequena indisponibilidade de dados, sejam elas por falta de comunicação com a plataforma de monitoramento, por falta de energia ou por atualizações na instalação existente. Então para manter equivalência entre os dados analisados dos diferentes SFV, foram desconsiderados na análise os dados de todas as instalações nos períodos em que ocorreram faltas pontuais de dados em algum dos SFV.

c) Criação de ábaco de Irradiação - Real

A partir dos dados de geração anual tratados e das simulações de PR realizadas foi elaborado outro ábaco de irradiação estimada no plano dos módulos. Esse ábaco reflete, portanto, as condições reais de incidência solar local.

d) Análise de resultados

Por comparação entre os dois ábacos de irradiação criados foi possível identificar os SFV's que estão com desempenho dentro da média esperada e as que estão com déficit de geração de energia.

3.3 TESTES EM CAMPO

Após identificação dos SFV com diferença de desempenho foram realizados testes de campo nessas instalações, aonde foram realizados os testes de Curva IxV e termografia dos módulos fotovoltaicos.

4 OBJETO DE ESTUDO

Após análise de localização de aproximadamente 150 sistemas fotovoltaicos instalados em diversas localidades de todo país, foram selecionados para análise oito instalações localizadas nos bairros de Jurerê e Jurerê Internacional, em Florianópolis/SC. Os sistemas selecionados estavam em operação a pelo menos um ano e dispunham de dados de geração disponível através de plataforma on-line para visualização.

Então foi realizada visita às instalações selecionadas para medição do desvio azimutal e inclinação no plano dos módulos. Na Tabela 4 são apresentadas informações específicas relativas à potência instalada, modelo de inversor, orientação e inclinação dos sistemas selecionados.

Tabela 4 – SFV selecionados para avaliação de desempenho, com informações específicas sobre os mesmos.

#	Módulo	Inversor	kWp	Orientação	Inclinação
A	18x SunEdison 275 - mono	Fronius IG Plus 50V1 - 4kW	4,95	5° - Leste	30°
B	9x SunEdison 275 - mono	Fronius Galvo 2.5 - 2,5kW	2,475	40° - Oeste	5°
C	22x SunEdison 275 - mono	Fronius IG Plus 60V3 - 6kW	6,05	5° - Leste	25°
D	24x Trina 310 - poli	Fronius Primo 6.0 - 6kW	7,44	5° - Leste	5°
E	8x Trina 310 - poli	Fronius Galvo 2.0 - 2kW	2,48	5° - Leste	20°
F	12x Trina 310 - poli	Fronius Galvo 3.0 - 3kW	3,72	25° - Leste	20°
G	20x SunEdison 275 - mono	Fronius IG Plus 55V1 - 5W	5,5	15° - Leste	10°
	22x JÁ 265 - poli		5,83		
H	196x SunEdison 275 - mono	Fronius 5x IG Plus 120V3 - 10kW	9,9	10° - Leste	5°

Fonte: Elaboração própria.

Obs. O SFV G passou por substituição dos módulos dentro do período de análise considerado.

Na Figura 9 são apresentadas as localizações dos sistemas fotovoltaicos considerados na avaliação realizada.

Figura 9 – Localização dos sistemas fotovoltaicos selecionados.



Fonte: Elaboração própria.

a) A

Sistema fotovoltaico instalado em abril de 2015, composto por 18 módulos fotovoltaicos 18x SunEdison 275 – mono e por inversor Fronius 50V1, com potência CA nominal de 4kW. Na Figura 10 é apresentado o layout de instalação.

Figura 10 – Sistema fotovoltaico A.



b) B

Sistema fotovoltaico instalado em junho de 2015, composto por nove módulos fotovoltaicos SunEdison 275 – mono e por inversor Fronius Galvo 2.5, com potência CA nominal de 2.5kW. Na Figura 11 é apresentado o layout de instalação.

Figura 11 – Sistema fotovoltaico B.



c) C

Sistema fotovoltaico instalado em julho de 2016, composto por 22 módulos fotovoltaicos com potência unitária de 275 Wp, fabricados pela empresa SunEdison e com tecnologia de silício monocristalino, e por um inversor Fronius IG Plus 60V3, com potência CA nominal de 6kW. Na Figura 12 é apresentado o layout de instalação.

Figura 12 – Sistema fotovoltaico C.



d) D

Sistema fotovoltaico instalado em maio de 2016, composto por 24 módulos fotovoltaicos com potência unitária de 265 Wp, fabricados pela empresa JA Solar e com tecnologia de silício policristalino, sistema fotovoltaico também composto por um inversor Fronius Primo 6.0, com potência CA nominal de 6kW. Na Figura 13 é apresentando o layout de instalação.

Figura 13 – Sistema fotovoltaico D.



e) E

Sistema fotovoltaico instalado em dezembro de 2015, composto por oito módulos fotovoltaicos com potência unitária de 310 Wp, fabricados pela empresa Trina Solar e com tecnologia de silício policristalino. Sistema fotovoltaico também composto por um inversor Fronius Galvo 2.0, com potência CA nominal de 2kW. Na Figura 14 é apresentado o layout da instalação.

Figura 14 – Sistema fotovoltaico E.



f) F

Sistema fotovoltaico instalado em janeiro de 2016, composto por 12 módulos fotovoltaicos com potência unitária de 310 Wp, fabricados pela empresa Trina Solar e com tecnologia de silício policristalino. Sistema fotovoltaico também composto por um inversor Fronius Galvo 3.0, com potência CA nominal de 3kW. Na Figura 15 é apresentado o layout de instalação.

Figura 15 – Sistema fotovoltaico F.



g) G

Sistema fotovoltaico instalado em março de 2015, composto originalmente por 20 módulos fotovoltaicos com potência unitária de 275 Wp, fabricados pela empresa Sun Edison e com tecnologia de silício monocristalino. Sistema fotovoltaico também composto por um inversor Fronius IG Plus 55V1, com potência CA nominal de 5,5kW. Em janeiro de 2016 a instalação passou por uma atualização e desde então conta 22 módulos de 265 Wp, fabricados pela JA Solar e com tecnologia policristalina. Porém, por um breve período, antes da substituição dos módulos, o SFV permaneceu com apenas 10 módulos de 275 Wp instalados. Na Figura 16 é apresentado o layout da instalação.

Figura 16 - Sistema fotovoltaico G



h) H

Sistema fotovoltaico instalado em agosto de 2015, composto por 196 módulos fotovoltaicos com potência unitária de 275 Wp, fabricados pela empresa Sun Edison e com tecnologia de silício monocristalino. Os módulos estão divididos em cinco inversores com potência unitária de 10kW, modelo Fronius IG Plus 120V3. Nesse estudo foi selecionado um dos inversores para comparação com as demais instalações. Na Figura 17 é apresentado o layout da instalação.

Figura 17 – Sistema fotovoltaico H



5 ANÁLISE DOS SFV's

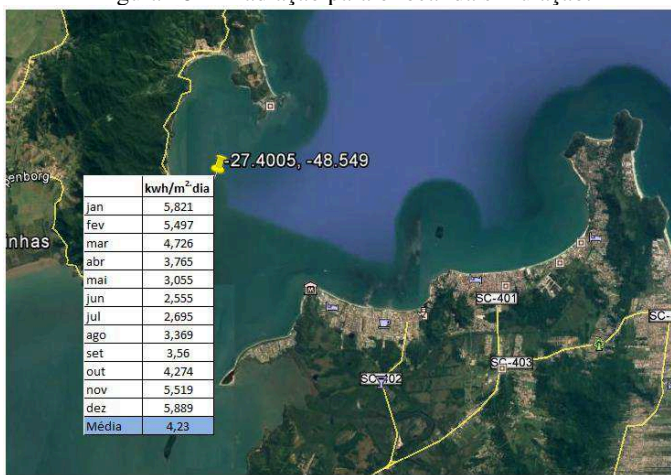
Nesse trabalho são elaborados ábacos anuais de irradiação e geração de energia, e com base nos ábacos são realizadas análises de desempenho entre cada um dos sistemas fotovoltaicos com as respectivas irradiações. Na sequência da seção são apresentadas as etapas do desenvolvimento do trabalho.

5.1 ÁBACO DE IRRADIAÇÃO

Os dados do ábaco de irradiação anual foram obtidos a partir de simulações realizadas com o software PVsyst. As simulações realizadas para os desvios azimutais de 45°O à 30°L e inclinação de 0° à 40°, com passo de simulação de 5° para cada uma das variáveis, totalizando 144 pontos simulados.

O software PVsyst foi calibrado com os dados de irradiação global horizontal disponibilizados pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar. Dentre os pontos disponíveis foi selecionado o ponto mais próximo do bairro de Jurerê para análise do objeto de estudo. Na Figura 18 são apresentados os dados de irradiação mensal e anual para o ponto mencionado

Figura 18 – Irradiação para o local da simulação.



Fonte: Elaboração própria com dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar.

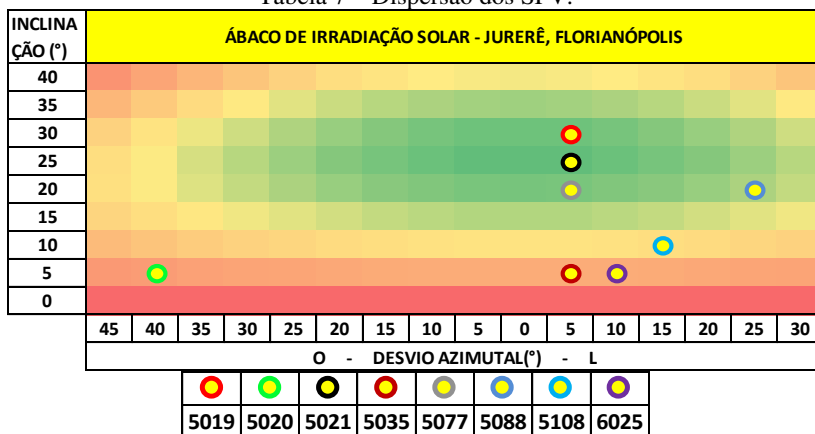
Para a determinação das variações percentuais entre os diferentes pontos do ábaco foi escolhido o dado de maior irradiação como referência para o 100%. Nessas simulações o ponto encontrado está orientado ao norte (0° de desvio azimutal) com 25° de inclinação, e possui irradiação de $1.668 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$. A partir da seleção desse ponto os demais dados de irradiação nos respectivos planos simulados são referenciados ao valor escolhido. A representação da variação percentual é apresentada na Tabela 6, aonde os quadrados selecionados em vermelho indicam orientação e inclinação dos SFV's em análise.

Tabela 6 - Ábaco de irradiação em valores percentuais.

INCLINAÇÃO (°)	ÁBACO DE IRRADIAÇÃO SOLAR - JURERÊ, FLORIANÓPOLIS															
40	94%	95%	96%	96%	97%	97%	97%	98%	98%	98%	98%	98%	97%	97%	97%	96%
35	96%	96%	97%	97%	98%	98%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	98%	98%	97%
30	97%	97%	98%	98%	99%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	99%	99%	99%	98%
25	97%	98%	98%	99%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	99%	99%	99%
20	97%	98%	98%	99%	99%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	99%	99%	99%	99%
15	97%	97%	97%	98%	98%	98%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	98%	98%	98%
10	96%	96%	96%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%
5	94%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%
0	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%
	45	40	35	30	25	20	15	10	5	0	5	10	15	20	25	30
O - DESVIO AZIMUTAL(°) - L																

Na Tabela 7 é ilustrado na forma de um mapa de calor o posicionamento de cada um dos SFV's em análise.

Tabela 7 – Dispersão dos SFV.



5.2 DADOS DE GERAÇÃO

A obtenção dos dados de geração de energia dos inversores analisados é base fundamental para o diagnóstico de falha do sistema FV, a qual foi realizada através da plataforma de monitoramento online Solarweb, disponibilizada pelo fabricante dos inversores, Fronius.

Após a obtenção dos dados de geração diária, foi necessário realizar filtragem de todos os dados disponíveis, pois por diferentes motivos os dados de geração não estão disponíveis em todos os SFV ao mesmo tempo. Portanto, nos casos em que algum dos inversores não possuía os dados de geração, foi desconsiderada a geração daquele dia para todos os demais inversores.

As principais razões encontradas para essa variabilidade entre os dados disponíveis foram: substituição dos equipamentos instalados, problema na rede de energia e problemas de monitoramento.

Apesar de todas as instalações estarem na mesma região, ainda assim existem diferenças quanto ao ponto de conexão à rede secundária de distribuição, e portanto sujeitas a queda de energia pontual. Outro fator de influência é a disponibilidade do monitoramento, pois como o mesmo utiliza a rede de internet local (Wi-fi ou LAN) do cliente para comunicação, eventuais alterações de roteador, modem, nome de rede, senha de rede ou oscilações na rede podem afetar a disponibilidade de dados de geração em certos períodos.

Na Tabela 8 é apresentada a geração para todas as instalações analisadas, já considerando a equiparação entre os dados disponíveis.

Tabela 8 – Geração total (kWh) dos SFV analisados.

	GERAÇÃO - kWh							
	A	B	C	D	E	F	G	H
nov/16	592	327	784	986	285	425	714	1.239
dez/16	552	313	746	957	272	401	314	1.203
jan/17	596	334	802	1.015	293	439	674	1.276
fev/17	621	323	812	991	303	440	773	1.235
mar/17	502	244	627	749	236	338	594	942
abr/17	543	241	668	744	252	352	613	931
mai/17	423	178	520	538	183	269	469	692
jun/17	464	182	561	534	182	285	502	701
jul/17	652	248	784	732	272	400	696	958
ago/17	539	231	659	708	250	347	612	882
set/17	526	244	668	757	251	340	603	945
out/17	598	305	766	926	280	386	727	1.153
Período	6.608	3.169	8.397	9.638	3.058	4.421	7.292	12.157

Já na Tabela 9 é apresentado o Yield (produtividade de um sistema FV) dos sistemas fotovoltaicos, elaborado a partir dos dados de geração apresentados na tabela anterior.

O Yield é uma razão entre a geração do sistema fotovoltaico e sua potência nominal instalada. Esta métrica é uma fonte confiável de avaliação de desempenho para instalações que estiverem sob as mesmas condições de irradiação e temperatura (MARION ET AL., 2005). A Equação 3 apresenta essa relação.

$$Yield = \frac{E_{FV}}{P_{FV}} \quad (3)$$

Onde:

Yield = Produtividade de energia (kWh/kWp)

E_{FV} = Energia gerada (kWh) pelo sistema FV

P_{FV} = Potência nominal total do sistema FV (kWp)

A Tabela 9 apresenta o Yield anual dos SFV's analisados.

Tabela 9 – Yield(kWh/kWp).

	YIELD(kWh/kWp)							
	A	B	C	D	E	F	G	H
Período	1335	1281	1388	1295	1233	1188	1323	1228

5.3 TAXA DE DESEMPENHO DOS SFV

Para comparação de desempenho dos SFV analisados, foi realizada simulação da Taxa de Desempenho, mais comumente conhecida pelo seu termo em inglês *Performance Ratio - PR*, para todas instalações em questão. No princípio de desenvolvimento desse trabalho, era previsto utilizar as simulações de PR elaboradas à época da venda dos SFV, porém em razão de existirem diferenças fundamentais nas premissas adotadas nessas simulações, foi necessário realizar novas simulações de PR. As novas simulações foram realizadas utilizando o software Helioscope, e considera as mesmas perdas ôhmicas AC (0,5%) e de sujidade (2%) para todos os SFV, e leva em consideração as características de sombreamento individuais, simuladas através de modelagem 3D dos obstáculos existentes, que variam da ordem de 0 a 8,6%. Assegurando que os resultados da PR estejam o mais próximo possível da realidade e que não tenham diferenças nas perdas consideradas. Os valores de PR encontrados são visualizados na Tabela 10, aonde as baixas PR's de alguns sistemas fotovoltaicos estão associadas principalmente ao sombreamento sobre o plano dos módulos fotovoltaicos.

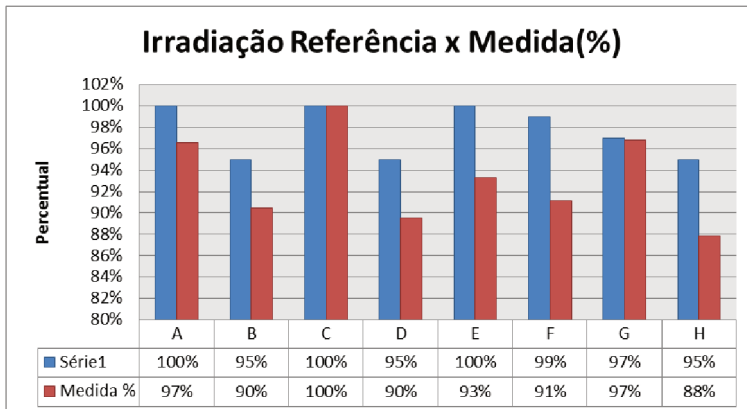
Tabela 10 – Valores da PR para os SFV.

#	PR	Comentário
A	76%	Em todo o período analisado.
B	77%	Em todo o período analisado.
C	76%	Em todo o período analisado.
D	79%	Em todo o período analisado.
E	72%	Em todo o período analisado.
F	71%	Em todo o período analisado.
G	75%	Até 04/12/16
	72%	05/12/16 à 09/01/17
	75%	A partir de 10/01/17
H	76%	Em todo o período analisado.

Como salientado anteriormente, o SFV G teve diferentes configurações de módulos durante o período de estudo, por isso a existência de três dados de PR para a instalação em questão.

Os dados levantados no ábaco acima devem ser agora comparados ao ábaco de irradiação apresentado na Tabela 6, de forma que seja possível identificar quais os SFV's estão com desempenho real abaixo do previsto. Para facilitar a comparação dos mesmos, são apresentados na Tabela 12 os dois dados de irradiação levantados.

Tabela 12 – Irradiação Prevista x Realizada



A partir das tabelas apresentadas acima é possível identificar que dos oito sistemas fotovoltaicos analisados:

- Cinco deles apresentam a variação percentual máxima de 5% entre as irradiações previstas e realizadas (A, B, C, D e G);
- Três sistemas FV apresentam variação percentual maior que 5% em relação à variação do ábaco de irradiação de referência (E, F e H).

5.5 TESTES EM CAMPO

Em razão das diferenças de desempenho encontradas em alguns sistemas fotovoltaicos analisados, fez-se necessário realizar testes de campo em algumas instalações. Dessa forma foram selecionadas as instalações D (5% de desvio) e F (8% de desvio) para análise, nos quais serão realizados testes de Curva IxV e Termografia. Para execução desses testes foram utilizados os seguintes equipamentos:

5.5.1 Termocâmara

Foi utilizada uma termocâmara fabricada pela FLIR, modelo E5. As especificações do equipamento são apresentadas na Tabela 13.

Tabela 13 – Especificação termocâmara.

Features by Camera	E4	E5	E6	E8
IR resolution	80 x 60 pixels	120 x 90 pixels	160 x 120 pixels	320 x 240 pixels
Thermal sensitivity/NETD	<0.15°C (0.27°F) / <150 mK	<0.10°C (0.27°F) / <100 mK	<0.06°C (0.11°F) / <60 mK	
Image adjustment	Automatic adjust/lock image		Automatic/Manual	

Fonte: Datasheet do equipamento.

A ilustração do equipamento utilizado é apresentado na Figura 21.

Figura 21 – Câmera Termográfica FLIR E5



Fonte: FLIR

5.5.2 Traçador de Curva IxV

Para a realização dos testes de curva IxV foi utilizado o equipamento IV 400, fabricado pela HT Instruments (Figura 22), o qual é composto das seguintes partes principais e/ou auxiliares:

- Módulo principal;
- Sensor de irradiância;
- Sensor de temperatura;
- Transmissor bluetooth entre sensores e módulo principal.

O equipamento obedece às seguintes normas internacionais, em relação ao teste de curva IV:

- IEC/EN60891 (I-V curve test);
- IEC/EN60904-5 (Temperature measurement).

Figura 22 – Traçador de Curva IxV



Fonte: HT Instruments

O IV 400 apresenta uma exatidão de $\pm 5\%$ no resultado das medições. Na Tabela 14 seguem informações fornecidas pelo fabricante acerca da exatidão dos equipamentos:

Tabela 14 – Exatidão da medição de Pmpp

Max Power @ STC (Vmpp >30V, Impp >2A)		
Range (W) (*, **)	Resolution (W)	Global accuracy (**)
50 ÷ 9999	1	$\pm(5.0\%rdg+1dgt)$

Vmpp = Maximum power voltage, Impp = Maximum Power Current
 (*) Measurements start for VDC > 15V and the accuracy is defined for VDC > 20V
 (**) Test conditions:
 ➤ Test cond.: Steady Irrad. $\geq 700W/m^2$, spectrum AM 1.5 solar incidence vs perpendicular. $\leq \pm 25^\circ$, Cells Temp. [15..65°C]
 ➤ Global accuracy include contribute of solar sensor and its measuring circuit

Fonte: Datasheet HT IV 400

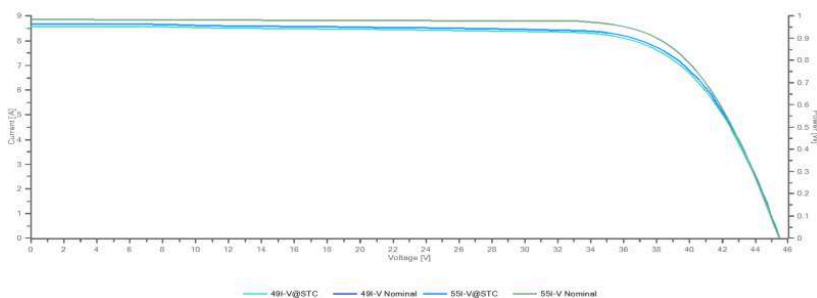
O procedimento de traçar as curvas IV inclui a desconexão das strings dos inversores. A medição de curva IV foi realizada individualmente para cada uma das strings em cada um dos sistemas fotovoltaicos.

5.5.3 Medições SFV D

Nesse SFV os módulos fotovoltaicos estão instalados paralelos ao telhado da residência, com inclinação de 5°. Também é perceptível a existência de elementos que podem causar sombreamento nos módulos, como uma casa de máquinas na parte posterior e uma platibanda frontal à instalação.

Na Figura 23 é apresentada a Curva IxV característica das duas strings do SFV.

Figura 23 – Curva IxV SFV D



Na Tabela 15 são apresentados os dados obtidos através da medição.

Tabela 15 – Dados das medições de curva IxV - D

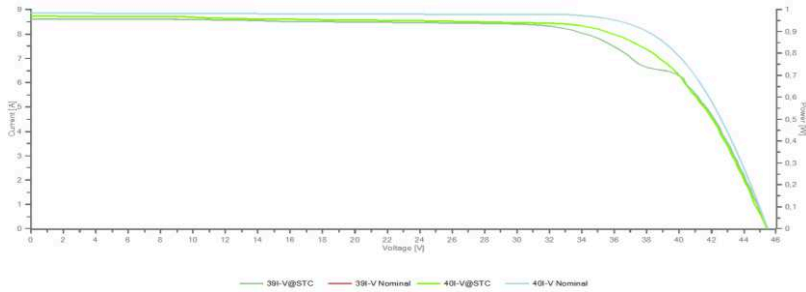
	Pmax[W]	Voc[V]	Vmpp[V]	Impp[A]	Isc[A]	FF[%]
Meas. 49 - 5035	Not Ok (-5.63%)					
5035 String 1 - STC	292,55	45,50	37,07	7,89	8,57	75,00
5035 String 1 - Nominal	310,00	45,50	37,00	8,38	8,85	77,00
Meas. 55 - 5035	Not Ok (-4.44%)					
5035 String 2 - STC	296,24	45,50	36,83	8,04	8,67	75,00
5035 String 2 - Nominal	310,00	45,50	37,00	8,38	8,85	77,00

Uma característica do sistema FV instalado nesse cliente é que o inversor instalado é um Fronius Primo 6.0, o qual tem dois MPPT, portanto um MPPT para cada uma das strings instaladas. Doravante isso, para fins de comparação com as demais instalações, foi considerado que este sistema está 5% abaixo da potência nominal, valor obtido através de média aritmética entre as medições das duas strings. Como as strings medidas não foram limpas, além da incerteza do equipamento ser da ordem $\pm 5\%$, não é possível afirmar que a redução de potência observada nas curvas IxV estejam associadas a alguma problema do sistema FV.

5.5.4 Medições SFV F

Módulos estão instalados paralelos ao telhado, com inclinação de 20° e desvio azimutal de 25° para leste. Nessa instalação existem elementos que podem causar sombreamento nos módulos, como árvores próximas e prédios vizinhos. Na Figura 24 é apresentada a Curva IxV característica das duas strings do SFV.

Figura 24 – Curva IxV SFV F



Na Tabela 16 é apresentada a Curva IxV característica das duas strings do SFV.

Tabela 16 – Dados das medições de curva IxV - F

	Pmax[W]	Voc[V]	Vmpp[V]	Impp[A]	Isc[A]	FF[%]
Meas. 5088	Not Ok (-11,56%)					
5088 - String 1 - STC	274,15	45,50	34,45	7,96	8,61	70,00
5088 - String 1 - Nominal	310,00	45,50	37,00	8,38	8,85	77,00
Meas. 5088	Not Ok (-7,60%)					
5088 - String 2 - STC	286,43	45,50	36,09	7,94	8,70	72,00
5088 - String 2 - Nominal	310,00	45,50	37,00	8,38	8,85	77,00

O inversor instalado nesse cliente é um Fronius Galvo 3.0, que possui somente um MPPT. Portanto, para comparação de desempenho foi considerada a medição com menor potência na avaliação do SFV, onde as strings apresentam potência 11,56% abaixo da potência nominal.

Avaliando a curva IxV da Figura 24 é possível visualizar um degrau em uma das curvas apresentadas. A norma ABNT 16274 define que degraus da curva são indícios de descasamento entre diferentes áreas do arranjo fotovoltaico, indicando que os diodos de by-pass estão conduzindo e que alguma corrente está sendo desviada da série de células protegidas pelo diodo. Isto pode ocorrer devido à vários fatores, incluindo:

- a) Arranjo fotovoltaico parcialmente sombreado;
- b) Célula/módulo fotovoltaico danificado;
- c) Diodo de by-pass curto-circuitado.

Na Figura 25 é apresentada análise termográfica realizada nos módulos fotovoltaicos dessa instalação, aonde é possível identificar a existência de um ponto quente em um dos módulos, com uma temperatura em torno de 30°C acima do restante dos módulos.

Esse ponto quente é causada por uma árvore cujos galhos cresceram sob os módulos e está justamente na string que está com a potência máxima 11,56% abaixo do ideal.

Figura 25 – Termografia módulos.



Após realizar as avaliações nas duas instalações observa-se que no SFV D, que apresentava variação de 5% em relação a referência, não foi possível observar nenhuma falha aparente no sistema fotovoltaico e conclui-se que a diferença observada pode estar associada as incertezas de sombreamento calculadas durante a fase de projeto do sistema.

As análises do SFV F, que apresentava variação de 8%, em relação a referência, mostrou para a String 2, uma redução de potência de cerca de 7% que é superior a incerteza do equipamento que é da ordem de $\pm 5\%$, contudo como as strings do sistema não foram limpas é questionável a afirmação de eventual redução de potência ou degradação superior a esperada pelo fabricante.

Para a String 1 as diferenças observados de potência medida foram mais expressivas, com cerca de 12% em relação a potência nominal do módulo. As imagens termográficas dos módulos revelaram um ponto quente em uma das células que pode ter influenciado a potência de toda a string. Como o inversor utilizado só possui um MPPT, o descasamento elétrico entre as duas strings, causado pelo ponto quente pode ser uma das causas da redução de desempenho neste SFV.

6 CONCLUSÃO

A implementação de ferramentas de baixo custo e efetivas na identificação de falhas nos SFV's é fundamental para manter a competitividade dos custos de manutenção dessas instalações, principalmente para sistemas FV residências, que usualmente são instalações de pequeno porte e não contam com equipes de manutenção in loco para identificação de anomalias na geração fotovoltaica.

Com o desenvolvimento dos ábacos de irradiação apresentados nesse trabalho pode-se observar que o diagnóstico de falhas a partir dessa ferramenta se mostrou efetiva na identificação de SFV que apresentam desempenho fora do padrão de geração desejado. Para diferenças de desempenho menores que 5% a técnica proposta possui limitações em virtude das incertezas das simulações de sombreamento para os sistemas. Nestes casos é possível observar que apesar de o ábaco anual ser um bom indicativo do estado de operação no SFV, a análise mensal é fundamental na determinação das causas de falha, pois alguns comportamentos, como sujeira e sombreamento não simulados são perceptíveis ao avaliar o desempenho ao longo do ano.

Alguns dos desafios encontrados durante a implementação desse trabalho foram o tratamento nos dados de geração e a confiabilidade das simulações de PR existentes à época da venda do SFV. A primeira é devido a cada um dos inversores estarem conectados através de redes elétricas e de internet diferentes, ocasionando, eventualmente, faltas pontuais de energia ou de internet para um ou outro SFV. A segunda é devido à inconsistência entre as premissas adotadas nas simulações de PR que foram realizadas à época da venda desses SFV's. Tendo sido adotados diferentes premissas de perdas e considerações sobre o sombreamento. Portanto, para adoção dessa análise de diagnóstico de falha é fundamental que todas as simulações de PR desenvolvidas ao longo do tempo utilizem os mesmos critérios para as perdas e sejam dadas às devidas considerações ao sombreamento. Também é necessário avaliar o impacto da falta pontual de dados de geração no resultado final da avaliação, estabelecendo então o mínimo de dias de geração completos para uma avaliação confiável.

REFERÊNCIAS

ABNT. NBR 10899:2006 - Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia 2006.

ABNT. NBR 16274:2014 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissioanamento, inspeção e avaliação de desempenho. Rio de Janeiro, 2014.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687. Dispõe sobre critérios de conexão da micro e minigeração. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em 01/08/2018.

ANEEL. Nota Técnica nº0056/2017 - **Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024**. SRD/ANEEL, 2017.

Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9>. Acesso em: 01/08/2018.

ANTONIOLLI, A. F. G. **Avaliação do desempenho de geradores solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica no brasil**. 153f Dissertação - Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Florianópolis - SC, 2015.

CAMERON, Christopher P., BOYSON, William E., RILEY, Daniel M., “Comparison of PV System Performance-Model Predictions With Measured Pv System Performance”, 33rd IEEE PVSC, San Diego, CA 2008.

CEPEL-CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, Edição especial, PRC-PRODEEM, Rio de Janeiro, Agosto de 2004.

CEPEL-CRESESB. **Energia solar – Princípios e aplicações**. Rio de Janeiro, 2006.

HAY, J. E. Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces. **Solar Energy**. Issue 4, v.23, p.301-307, 1979.

INSTITUTO IDEAL. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica**. Florianópolis, junho de 2018.

KHOO, Y. S., Reindl, T., Aberle, A. G., & Member, S. (2014). Optimal Orientation and Tilt Angle for Maximizing in-Plane Solar Irradiation for PV Applications in Singapore, 4(2), 647–653.

KLUCHER, T. M. Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. **Solar Energy**, v. 23, n. 2, p. 111-114, 1979.

MARION, B. et. al **Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems**: 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition. Lake Buena Vista, Florida, 2005.

NASCIMENTO, L. R. **A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública**. 103f. Dissertação - Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Florianópolis - SC, 2013.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L. e RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. INPE, 2006.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**: INPE. São José dos Campos - SP, 2017.

PEREZ R., SEALS R, INEICHEN P, STEWART R, MENICUCCI D. **A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces**. Sol Energy 1987;39:221-31.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco António. **Manual de Engenharia para sistemas Fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, CEPEL – CRESESB, edição revisada e atualizada, Rio de Janeiro, Março de 2014.

PINHO, J. T et. al. **Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia**. 1. ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p.

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos** LABSOLAR/UFSC. Florianópolis - Brasil, 2004.

SANTOS, I. P. d., **Integração de painéis solares fotovoltaicos em edificações residenciais e sua contribuição em um alimentador de energia de zona urbana mista**. 126f. Dissertação - Departamento de Engenharia Civil, UFSC, Florianópolis, 2009.

SANTOS, I.P. ; RUTHER, R. **Limitations in solar module azimuth and tilt angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil**. RenewableEnergy , v. 63, p. 116-124, 2014

SANTOS, Í. P. D. et al. **Ábacos para análise simplificada de orientação e inclinação de sistemas solares fotovoltaicos integrados a edificações**. IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferencia Latino-Americana da ISES. São Paulo, 18 a 21 de setembro de 2012.

SUNSPEC, **Best practices in solar performance monitoring**, EUA, 2014. Disponível em: <<https://sunspec.org/wp-content/uploads/2015/06/Best-Practices-In-Solar-Performance-Monitoring1.pdf>>. Acesso em: 01/08/2018.

TOWNSEND, T. U., HUTCHINSON, P. A., “Soiling Analysis at PVUSA,” in Proceedings of ASES-2000, Madison, WI, 2000.